

**Optimasi Penempatan Transformator Distribusi Berdasar Jatuh Tegangan (Studi Kasus Pada Wilayah Kawasan Tertib Listrik UPJ Semarang Selatan)**

Seno Sasmito Pradono - L2F 306 052\*, Ir. Tejo Sukmadi, M.T.\*\*, Ir. Bambang Winardi\*\*  
Jurusan Teknik Elektro Fakultas Teknik Universitas Diponegoro

**Abstrak** - Pada sistem distribusi dibedakan atas jaringan distribusi primer dan sekunder. Jaringan distribusi primer adalah jaringan dari trafo gardu induk ( GI ) ke gardu distribusi, sedangkan sekunder adalah jaringan saluran dari trafo gardu distribusi hingga konsumen atau beban. Jaringan distribusi primer lebih dikenal dengan jaringan tegangan menengah ( JTM 20kV ) sedangkan distribusi sekunder adalah jaringan tegangan rendah ( JTR 220/380V ). Jaringan distribusi merupakan bagian dari sistem tenaga listrik yang terdekat dengan pelanggan atau beban dibanding dengan jaringan transmisi.

Kelistrikan jaringan pada saat ini kondisi kelistrikan di seluruh Indonesia mengalami susut sebesar 5% yang diakibatkan berbagai macam faktor seperti diameter penghantar yang digunakan bersekalanya menengah maka pada SR terjauh nilai tegangan lebih 10% jatuh tegangan yang diijinkan dan harus mengantisipasi kenaikan beban listrik sebesar 22,7%, penempatan trafo yang tidak maksimal dan jarak tempuh energi listrik dari transformator ke beban yang kurang diperhatikan sehingga menjadi tidak maksimal besarnya kapasitas suatu transformator dan jatuh tegangan yang semakin besar pula. Dengan adanya kondisi tersebut diperlukan evaluasi dan perencanaan kembali yang memperhatikan kriteria-kriteria perencanaan seperti jatuh tegangan yang diijinkan dan kelangsungan pelayanan listrik sehingga muncul optimasi pada jaringan yang dipakai.

**Kata kunci :** sistem distribusi, keseimbangan beban, losses, penempatan transformator .

## **I. PENDAHULUAN**

### **1.1 Latar Belakang**

Sistem distribusi merupakan salah satu sistem dalam tenaga listrik yang mempunyai peran penting karena berhubungan langsung dengan pemakai energi listrik, terutama pemakai energi listrik tegangan menengah dan tegangan rendah. Biasanya sering kali terjadi beban tidak seimbang pada fasa-fasanya (sistem distribusi merupakan sistem 3 fasa) atau terjadi naik turunnya tegangan karena penyaluran energi listrik yang jauh dari pusat pembangkit dan mengakibatkan losses pada saat penyampaian menuju beban atau konsumen.

Keadaan tersebut kalau dibiarkan terus menerus maka akan menyebabkan terjadinya penurunan keandalan sistem tenaga listrik dan kualitas energi listrik yang disalurkan serta menyebabkan kerusakan alat yang bersangkutan. Untuk itu diperlukan suatu tindakan yang mengoptimalkan jarak transformator distribusi pada jaringan distribusi listrik sehingga losses tegangan yang di timbulkan menjadi lebih sedikit.

Pada sistem distribusi belum optimal dalam penyaluran ke beban. Hal ini dikarenakan rugi-rugi tegangan pada sistem distribusi begitu besar. Jika daya tidak seimbang dan tegangan tidak sesuai biasanya terjadi karena daya dan tegangan sebagian hilang dalam perjalanan menuju konsumen, dimana dipengaruhi oleh antara lain panjangnya saluran distribusi, tidak optimalnya penempatan transformator terhadap beban, diameter penghantar yang tidak sesuai dengan jumlah kapasitas beban sehingga menghasilkan panas pada saluran penghantar yang berakibat hilangnya daya

dan tegangan pada jaringan. Pada masing masing beban dihubungkan ke fasa dengan menghitung nilai beban dan panjangnya saluran. Maka didapat kombinasi keseimbangan beban agar sistem menjadi lebih optimal. Proses ini dapat meminimalkan rugi-rugi tegangan yang diakibatkan beban tidak seimbang. Karena bila transformator yang terpasang jauh dari beban dapat menyebabkan rugi yang mengurangi kualitas tenaga listrik.

Keseimbangan beban antar fasa diperlukan untuk pemerataan beban sehingga meminimalkan perubahan letak transformator sehingga rugi-rugi pada beban dapat diminimalisir. Hal ini juga penting karena bermanfaat pada teknik optimasi untuk menghasilkan sistem yang handal dan efisien. Maka sistem harus di desain dengan baik agar kerugian dalam pengoperasian dapat dikurangi, perlu diperhatikan prosedur dalam keseimbangan beban.

Sistem tenaga listrik membutuhkan keseimbangan yang terus menerus energi pada penggerak awal dengan beban listriknya agar dapat beroperasi dengan stabil. Beban listrik terus bervariasi seperti misalnya beban penerangan, peralatan listrik, atau motor-motor listrik. Perubahan sebuah beban mungkin relative kecil dibandingkan sistem tenaga listrik secara keseluruhan tetapi setiap kali beban bertambah atau berkurang harus diikuti dengan perubahan daya pada penggerak awal generator. Jika daya mekanik pada poros penggerak awal tidak dengan segera menyesuaikan dengan besarnya beban listrik maka frekuensi dan tegangan akan bergeser dari posisi normal. Keadaan yang lebih buruk dapat terjadi

\* Mahasiswa Jurusan Teknik Elektro UNDIP

\*\* Staf Pengajar Jurusan Teknik Elektro UNDIP

apabila ada pada system seperti pada saluran transmisi, hilangnya pembangkitan atau beban yang besar. Adanya peralatan kontrol seperti governor pada turbin dan regulator tegangan diharapkan dapat mengembalikan tegangan dan frekuensi ke posisi normal atau masih dalam batas-batas yang dapat diterima. Namun demikian pada umumnya terjadi osilasi di sekitar posisi akhir. Pada sebagian besar kasus osilasi ini akan teredam dan system kembali menjadi stabil. Apabila terjadi ketidakstabilan dapat mengakibatkan terganggunya kontinuitas pelayanan daya pada sebagian atau bahkan ke seluruh konsumen.

Penyebab terjadinya gangguan pada jaringan distribusi dapat berasal dari dalam maupun luar system jaringan. Gangguan yang berasal dari dalam terutama disebabkan oleh perubahan sifat ketahanan yang ada, misalnya isolator yang retak atau arus karena faktor umur, sedangkan gangguan dari luar biasanya berupa gejala alam antara lain petir, burung, pohon, debu, hujan dan sebagainya.

Diantara bermacam-macam gangguan, paling banyak adalah gangguan hubung singkat yang dapat menimbulkan kerusakan pada rangkaian listrik termasuk pada jaringan distribusi, peralatan pengaman, trafo, dan sebagainya. Gangguan hubung singkat sendiri menurut kuantitas terjadinya dapat dibagi 3 jenis yaitu:

- Hubung singkat 1 fasa ke tanah, 65-70%
- Hubung singkat 2 fasa ke tanah, 20-25%
- Hubung singkat 3 fasa ke tanah, 3-5%

Sambaran petir mengandung tegangan dan arus yang sangat tinggi sehingga dapat menembus dielektrik isolator udara, sedangkan porselin pada saluran udara berkurang kekuatannya karena kotoran atau retak oleh gaya mekanik. Pada keadaan ini menurunnya tahanan isolasi menyebabkan arus kecil mengalir yang akan mempercepat ionisasi, sehingga arus menjadi besar dengan cepat sampai terjadi loncatan api (flash over).

Jaringan kelistrikan yang terpasang pada daerah di Indonesia pada saat ini jika ditinjau dari segi kelistrikan jaringan tersebut kurang handal, dikarenakan model jaringan yang masih sederhana sekali, dengan jaringan yang saat ini apabila terjadi pengembangan perumahan atau industri maka akan sulit untuk bagian kelistrikan mengembangkan jaringan yang ada. Pada pokok bahasan yang akan diangkat pada tugas akhir ini yaitu pengurangan susut distribusi di Indonesia untuk menentukan efisiensi penggunaan trafo.

Dengan semakin meningkatnya konsumen energy listrik, PLN sebagai perusahaan listrik

Negara berusaha semaksimal mungkin untuk memanfaatkan listrik yang ada dengan seoptimal mungkin agar dapat memanfaatkan energy listrik yang ada maka diperlukan suatu perencanaan yang baik. Pembuatan jaringan baru atau perluasan jaringan muncul karena permintaan dari konsumen. Dalam pembuatan jaringan itu perlu adanya perhatian untuk factor teknis, ekonomis dan sesuai dengan kondisi jaringan yang ada.

Dengan semakin besarnya VD pada jaringan distribusi yang disebabkan antara lain jauhnya jarak penempatan trafo dengan beban, jumlah beban yang sangat banyak, jenis penghantar yang digunakan. Itu semua dapat ditanggulangi dengan memperbaiki penempatan trafo yang diupayakan sedekat mungkin dengan beban, dengan penempatan regulator untuk memperbaiki tegangan agar existing menjadi lebih baik, dengan penempatan kapasitor sehingga factor daya yang dihasilkan menjadi lebih baik dan yang terakhir adalah dengan menggunakan diameter penghantar dengan yang lebih besar dengan resistansi yang kecil. Pada tugas akhir ini metode yang digunakan adalah optimasi penempatan jarak trafo diupayakan dekat dengan beban.

Metoda yang dipakai untuk menganalisa keseimbangan beban salah satunya dengan menghitung nilai losses dan drop voltage pada penghantar jaringan distribusi, diambil perhitungan drop tegangan dan rugi-rugi tegangan pada wilayah KTL feeder SRL01 sehingga mendapatkan nilai losses dan VD dari jumlah trafo yang terpasang pada saluran. Dengan diketahuinya hasil perhitungan maka dapat digambarkan untuk keseimbangan beban antar fase yang berbeban agar beban tiap fase setidaknya seimbang. Gambar yang ditampilkan berupa diagram single line 20 kV UPJ Semarang Selatan yang dapat dipindahkan fasanya untuk mencapai keseimbangan beban dan mengurangi nilai losses.

## **1.2 Tujuan**

Tujuan dari penulisan tugas akhir ini adalah

1. Menganalisis optimasi penempatan transformator distribusi berdasar rugi-rugi atau jatuh tegangan.
2. Mencari jarak maksimum dan minimum yang diijinkan berdasar data yang sudah ada di lapangan.

## **1.3 Batasan Masalah**

Dalam pembuatan tugas akhir ini penulis membatasi permasalahan sebagai berikut:

1. Jaringan distribusi yang dianalisa menurut data single line 20 kV pada wilayah KTL feeder SRL01.
2. Tidak membahas peralatan pada sistem distribusi.

\* Mahasiswa Jurusan Teknik Elektro UNDIP

\*\* Staf Pengajar Jurusan Teknik Elektro UNDIP

3. Tidak membahas sistem proteksi dan komponennya.
4. Tidak membahas sistem nonteknis pada saluran.
5. Menghitung tegangan , jarak penempatan transformator terhadap beban dan losses pada trafo distribusi.
6. Menghitung drop tegangan pada tiap trafo system distribusi.
7. Menganalisa keseimbangan beban dari data-data perhitungan.
8. Menghitung tegangan , jarak penempatan transformator terhadap beban dan losses setelah penambahan transformator sisipan.
9. Menghitung drop tegangan setelah ditambah transformator sisipan.
10. Menganalisa hasil-hasil perhitungan tegangan, losses , jarak penempatan transformator dan drop tegangan.
11. Tidak membahas rugi-rugi didalam transformator.

## II. TEGANGAN LEBIH SURJA PETIR

### 2.1 Sistem Distribusi

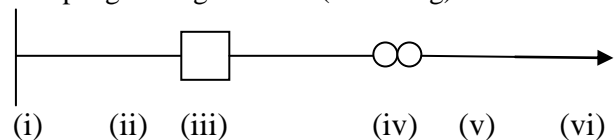
Dalam menyalurkan daya listrik dari pusat pembangkit kepada konsumen diperlukan suatu jaringan tenaga listrik. Sistem jaringan ini terdiri dari jaringan transmisi (sistem tegangan extra tinggi dan tegangan tinggi) dan jaringan distribusi (sistem tegangan menengah dan tegangan rendah). Dalam sistem distribusi pokok permasalahan tegangan muncul karena konsumen memakai peralatan dengan tegangan yang besarnya sudah ditentukan. Jika tegangan sistem terlalu tinggi/rendah sehingga melawati batas-batas toleransi maka akan mengganggu dan selanjutnya merusak peralatan konsumen.

Dalam suatu desain dan pengembangan sistem distribusi pada masing-masing daerah, ada beberapa hal yang penting yaitu:

1. Kondisi wilayah; (i) beban yang diberikan, (ii) jumlah pelanggan, (iii) panjang dari jaringan, dan (iv) jenis daya yang disuplay.
2. Desain / rancangan listrik; (i) tegangan yang diberikan, (ii) regulasi tegangan untuk pelanggan, (iii) transformers dan perlengkapannya, (iv) sistem proteksi, dan (v) sistem operasi.
3. Desain mesin / mekanik; (i) kutub dan spans, (ii) perangkat keras, (iii) kawat dan jarak bebas, dan (iv) instalansi dari transformers dan gardu induk.
4. Biaya per kilometer dari kawat distribusi dan biaya perpelanggan.

Pada *desain listrik*, distribusi dapat dibedakan menjadi beberapa sub utama yaitu sistem distribusi primer, trafo distribusi, sistem distribusi sekunder untuk pelayanan pelanggan. Desain secara listrik akan menjadi hal penting dalam pemilihan tegangan distribusi primer, ukuran kawat dan lokasi trafo distribusi. Pada tipe sistem distribusi baik bagian primer maupun sekunder terdapat regulasi tegangan untuk jumlah beban, panjang jaringan dan ukuran kawat penghantar pada sistem distribusi. Untuk peralatan regulasi tegangan sangat penting untuk pengaturan sistem. Desain ini baik untuk diaplikasikan pada transformers dan perlengkapannya untuk mencapai sistem operasi yang baik.

Secara umum suatu sistem tenaga listrik terdiri dari tiga bagian utama : sistem pembangkitan, sistem transmisi, dan sistem distribusi. Energi listrik dihasilkan oleh pusat – pusat pembangkit kemudian diteruskan oleh saluran transmisi menuju sistem distribusi. Suatu sistem distribusi menghubungkan semua beban yang terpisah satu dengan yang lain dengan saluran transmisi. Hal ini terjadi pada gardu induk (substation) dimana juga dilaksanakan transformasi tegangan dan fungsi-fungsi pemutusan dan penghubungan beban (switching).



Gambar 2.1 Diagram Single Line STL

Bagian utama dari sistem distribusi adalah (i) sistem subtransmisi, (ii) gardu distribusi, (iii) sistem distribusi primer, (iv) transformer distribusi, (v) sistem distribusi sekunder, (vi) kawat penghantar.

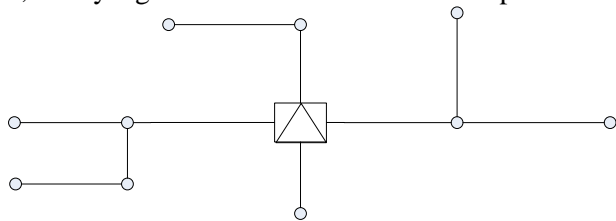
Dilihat dari fungsi tegangannya, jaringan distribusi dibedakan atas jaringan distribusi primer dan jaringan distribusi sekunder. Jaringan distribusi primer adalah jaringan dari trafo gardu induk ke gardu distribusi, yang lebih dikenal dengan jaringan tegangan menengah, sedangkan distribusi sekunder adalah jaringan distribusi dari trafo gardu distribusi hingga konsumen atau beban, yang lebih dikenal dengan jaringan tegangan rendah. Indonesia memakai tegangan 20 kV untuk jaringan tegangan menengah, sedangkan untuk jaringan tegangan rendah dipakai 220 V/380 V.

Jaringan distribusi adalah semua bagian dari suatu sistem yang menunjang pendistribusian tenaga listrik yang berasal dari gardu-gardu induk. Sedangkan komponen-komponen jaringan distribusi adalah Jaringan distribusi primer (suatu jaringan dengan sistem 20 KV), gardu distribusi (suatu

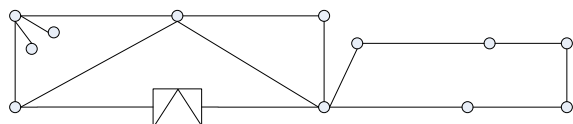
sistem dengan peralatan utama trafo untuk menurunkan tagangan), jaringan Distribusi sekunder (suatu jaringan dengan sistem tegangan 110V, 220V, 380V). Klasifikasikan Jaringan distribusi menurut strukturnya:

1. struktur jaringan radial
2. struktur jaringan loop
3. struktur jaringan spindel

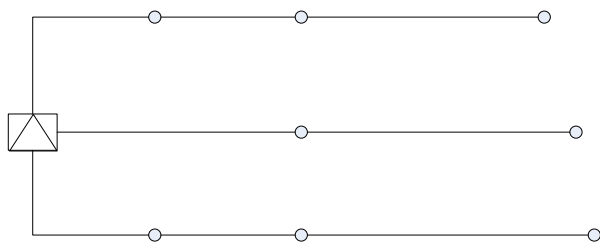
Sistem distribusi berfungsi menyuplai tegangan untuk para pelanggan dari gardu induk dengan memperhatikan nilai ekonomis. Pada sistem tegangan menengah diperlukan gardu induk yang berfungsi menurunkan tegangan menjadi 11 kV atau 3,3 kV yang berasal dari sistem distribusi primer.



Gambar system jaringan Radial



Gambar jaringan Loop



Gambar jaringan Radial dan spindel

## 2.2 Aliran Daya

Studi aliran daya adalah penentuan atau perhitungan tegangan, arus dan daya yang terdapat pada berbagai titik suatu jaringan pada keadaan pengoperasian normal, baik yang sedang berjalan maupun yang akan datang.

Perhitungan jaringan dapat diformulasikan secara sistematis dengan berbagai macam jenis. Meskipun metode tegangan-node banyak memiliki bentuk dari beberapa analisa sistem power maka arus node dapat dispesifikasikan dari hasil perhitungan linear dapat diselesaikan dengan tegangan node. Untuk itu, nilai perhitungan dari aliran daya dapat diketahui dari perhitungan arus, perubahan menjadi nonlinear dan menggunakan teknik iterasi. Membelajari tentang aliran daya, umumnya sama dengan sebagai aliran beban yang digunakan untuk menganalisa dan mendesain sistem tenaga. Untuk itu sangat penting

dalam perencanaan, pengoperasian, penjadwalan ekonomi, dan pengubahan daya pada peralatan. Sebagai tambahan, analisa aliran daya membutuhkan beberapa analisa seperti stabilitas dan keandalan.

## 2.3. Jatuh Tegangan atau Drop Voltage

Jatuh tegangan adalah selisih antara tegangan ujung pengiriman dan tegangan ujung penerimaan, jatuh tegangan disebabkan oleh hambatan dan arus, pada saluran bolak-balik besarnya tergantung dari impedansi dan admitansi saluran serta pada beban dan faktor daya. Jatuh tegangan relatif dinamakan regulasi tegangan dan dinyatakan dengan rumus:

$$V_{reg} = \frac{V_s - V_r}{V_s} 100 \%$$

$V_s$  = Tegangan ujung pengiriman (volt)

$V_r$  = Tegangan ujung penerimaan (volt)

## 2.4 Rugi-rugi Daya atau Losses

Dalam teori listrik arus bolak-balik penjumlahan daya dilakukan secara vektoris, yang dibentuk vektornya merupakan segitiga siku-siku, yang dikenal dengan segitiga daya. Sudut  $\theta$  merupakan sudut pergeseran fasa, semakin besar sudutnya, semakin besar Daya Semu ( $S$ ), dan semakin besar pula Daya Reaktif ( $Q$ ), sehingga faktor dayanya ( $\cos \theta$ ) semakin kecil. Perbandingan antara besar daya aktif dengan daya semu disebut faktor daya ( $\cos \theta$ ),  $\theta$  adalah sudut yang dibentuk antara daya aktif dan daya semu. Faktor daya ini terjadi karena adanya pergeseran fasa yang disebabkan oleh adanya beban induktif/kumparan dan atau beban kapasitif. Daya reaktif adalah daya yang hilang, atau daya rugi-rugi sehingga semakin besar sudutnya atau semakin kecil faktor dayanya maka rugi-ruginya semakin besar.

$$pf(\cos \theta) = \frac{P \text{ (Watt)}}{S \text{ (VA)}}$$

Seperti diketahui, kerugian daya suatu saluran merupakan perkalian arus pangkat dua dengan resistansi atau reaktansi dari saluran tersebut.

Rugi – rugi dapat dinyatakan sebagai berikut :

- Rugi daya nyata =  $I^2 \cdot R$  Watt
- Rugi daya reaktif =  $I^2 \cdot X$  Watt
- Rugi daya semu =  $\sqrt{(I^2 \cdot R)^2 + (I^2 \cdot X)^2}$

Besarnya rugi daya pada beban 1 fasa dan 3 fasa dapat dituliskan adalah.

$$P_{L, S1\phi} = 2x I_{1\phi}^2 R \quad W$$

dan

\* Mahasiswa Jurusan Teknik Elektro UNDIP

\*\* Staf Pengajar Jurusan Teknik Elektro UNDIP

$$P_{L,3\phi} = 2xI_{3\phi}^2 R \quad W$$

jika disubstitusikan persamaan diatas menjadi

$$\frac{P_{LS,1\phi}}{P_{LS,3\phi}} = 2.0$$

Beban sistem bervariasi dan besarnya berubah-ubah sepanjang waktu. Bila beban meningkat maka tegangan diujung penerimaan menurun dan sebaliknya bila beban berkurang maka tegangan di ujung penerimaan naik. Faktor lain yang ikut mempengaruhi perubahan tegangan sistem adalah rugi daya yang disebabkan oleh adanya impedansi seri penghantar saluran, rugi daya ini menyebabkan jatuh tegangan. Oleh karena itu konsumen yang letaknya jauh dari titik pelayanan akan cenderung menerima tegangan relatif lebih rendah, bila dibandingkan dengan tegangan yang diterima konsumen yang letaknya dekat dengan pusat pelayanan. Perubahan tegangan pada dasarnya disebabkan oleh adanya hubungan antara tegangan dan daya reaktif. Jatuh tegangan dalam penghantar sebanding dengan daya reaktif yang mengalir dalam penghantar tersebut. Berdasarkan hubungan ini maka tegangan dapat diperbaiki dengan mengatur aliran daya reaktif.

## 2.5 Metoda Perhitungan Drop Tegangan

Pada pembahasan ini akan diuraikan tentang perhitungan drop tegangan pada penghantar jaringan distribusi, diambil perhitungan drop tegangan pada wilayah Kawasan Tertib Listrik (KTL) feeder SRL01 SEMARANG SELATAN. Adapun yang akan dihitung disini adalah dari saluran sampai ke trafo terjauh dari GI, yaitu dari saluran utama tiga fasa 20 kV, percabangan satu fasa. Adapun rumus voltage drop (drop tegangan) adalah :

$$\begin{aligned} VD &= r \int_0^K i x dx \cos \phi + \int_0^L i x dx \sin \phi \\ &= r i \frac{L}{2} \cos \phi + x i \frac{L}{2} \sin \phi \\ &= \frac{L \cdot r}{2} I \cos \phi + \frac{L \cdot x}{2} I \sin \phi \end{aligned}$$

Keterangan : L = panjang saluran (m)  
r = resistansi penghantar (Ohm)  
x = reaktansi induktif penghantar (Ohm)  
I = arus beban (Ampere)  
Cos  $\phi$  dan sin  $\phi$  adalah faktor daya.

Faktor daya pada penghantar akan kita hitung berdasarkan data yang ada yaitu data beban lepas dari GI ke distribusi jaringan (Data I). Pada suatu rangkaian seri yang sederhana  $Z = R + jx$

dengan mengingat I . Z sama dengan V, maka untuk beban 3 fasa :

$$\begin{aligned} P &= \sqrt{3} I_L^2 \cdot Z_L \cdot \cos \phi = \sqrt{3} V_L^2 \cdot I_L \cdot \cos \phi \\ Q &= \sqrt{3} I_L^2 \cdot Z_L \cdot \sin \phi = \sqrt{3} V_L^2 \cdot I_L \cdot \sin \phi \end{aligned}$$

Kemudian dengan mengingat bahwa  $R = Z \cos \phi$ , dan  $X = Z \sin \phi$ , maka didapatkan :

$$P = \sqrt{3} I_L^2 \cdot R_L \quad \text{dan} \quad Q = \sqrt{3} I_L^2 \cdot X_L$$

Selanjutnya didapatkan rumus faktor daya adalah :

$$\cos \phi = \cos \tan^{-1} \frac{Q}{P}$$

$$\cos \phi = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}}$$

Keterangan : cos  $\phi$  = Faktor daya  
P = Daya nyata (MW)  
Q = Daya reaktif (Mvar)

Selanjutnya menghitung arus percabangan 3  $\phi$ , drop tegangannya serta tegangan yang dihitung dari pole nomor SRL01.014 sampai pole nomor SRL01.021.B011, dimana diketahui data-datanya dari PLN APJ SEMARANG SELATAN.

Dengan data diatas, maka arus pada percabangan 3  $\phi$  ini adalah :

$$I_{cab3\phi} = \frac{\text{totalKVA}}{\text{Tegangan pole nomor T1-79}}$$

Untuk perhitungan arus diperlukan data penampang saluran distribusi yang sering digunakan, maka dapat dilihat pada tabel induktansi dan reaktansi penampang dibawah ini.

No.	Penampang (mm <sup>2</sup> )	Jari – jari (m)	Induktansi (H/m)	Reaktansi Induktif (ohm/m)	Resistansi (ohm/km)
1.	240	$8,74038 \cdot 10^{-3}$	$3,16814 \cdot 10^{-7}$	$9,95301 \cdot 10^{-5}$	0,125
2.	120	$6,18038 \cdot 10^{-3}$	$3,41477 \cdot 10^{-7}$	$1,07278 \cdot 10^{-4}$	0,293
3.	70	$4,72034 \cdot 10^{-3}$	$3,57820 \cdot 10^{-7}$	$1,12510 \cdot 10^{-4}$	0,443
4.	50	$3,98942 \cdot 10^{-3}$	$3,69049 \cdot 10^{-7}$	$1,15940 \cdot 10^{-4}$	0,724
5.	35	$3,33779 \cdot 10^{-3}$	$3,80947 \cdot 10^{-7}$	$1,19678 \cdot 10^{-4}$	0,98

Tabel. 2.1 Induktansi dan Reaktansi Induktif Penghantar SUTT 20 kV Tiga Phase.

Saluran yang sering digunakan sebagai penghantar pada jaringan distribusi 20 kV tiga fasa adalah kawat jenis AAAAC dengan penampang 240 mm<sup>2</sup>, 120 mm<sup>2</sup>, 70 mm<sup>2</sup> dan 50 mm<sup>2</sup>.

Selanjutnya adalah menghitung arus, drop tegangan dan tegangan pada percabangan 1  $\phi$  juga tegangan yang diterima.

Dengan data yang sudah diketahui, maka diketahui pula arus pada percabangan 1  $\phi$  dimana untuk tegangan pada pole nomor harus dibagi dengan  $\sqrt{3}$  karena diambil satu fasa saja.

Dengan data diatas, maka arus pada percabangan 1  $\phi$  ini adalah :

$$I_{cab\ 1\phi} = \frac{totalKVA}{Tegangan\ pole\ nomorT_1 - 79. \sqrt{3}}$$

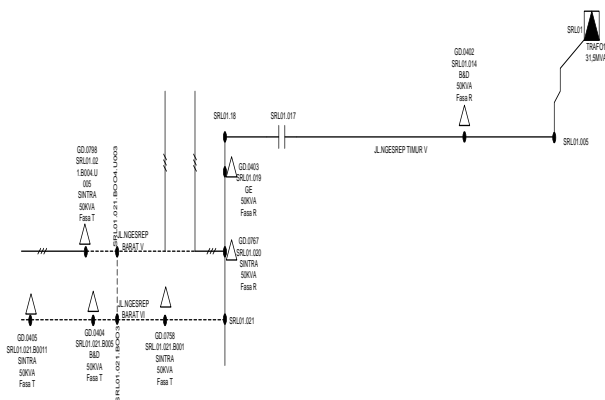
Untuk saluran sistem 20 KV fasa tunggal penghantar yang sering dipakai adalah type AAAC dengan ukuran : 70 mm<sup>2</sup>, 50 mm<sup>2</sup>, dan 25 mm<sup>2</sup>.

No.	Penampang (mm <sup>2</sup> )	Jari – jari (m)	Induktansi (H/m)	Reaktansi Induktif (ohm/m)	Resistansi (ohm/km)
1.	25	2,82094 . 10-3	1,23673 . 10 <sup>-6</sup>	3,88530 . 10 <sup>-4</sup>	1,183
2.	35	3,33779 . 10-3	1,20308 . 10 <sup>-6</sup>	3,77958 . 10 <sup>-4</sup>	0,98
3.	50	3,98942 . 10-3	1,16741 . 10 <sup>-6</sup>	3,66754 . 10 <sup>-4</sup>	0,724
4.	70	4,72034 . 10-3	1,13376 . 10 <sup>-6</sup>	3,56184 . 10 <sup>-4</sup>	0,443

Tabel 2.2 Induktansi dan Reaktansi Induktif SUTT 20 kV Berfasa Tunggal.

## 2.6 Single line 20 kV

Diagram ini merupakan hasil pengamatan dan penggambaran pada GI SRONDOL dengan sumber energi trafo 5 sebagai penyulang ada feeder 5 yang akan dianalisa dan disimulasikan perhitungannya. Data-data yang dibutuhkan mengenai feeder didapatkan dari data PT. PLN APJ SEMARANG SELATAN namun penulis hanya menganalisa salah satu feeder yang masuk unit pelayanan PT.PLN APJ SEMARANG SELATAN yaitu wilayah Kawasan Tertib Listrik (KTL) feeder SRL01. Gambar single line 20kV dimaksudkan untuk gambaran secara melintang dan mempermudah dalam menganalisa daya pada masing-masing fasa, menghitung tegangan jatuh yang dapat mengakibatkan rugi-rugi daya di sepanjang saluran dan menghitung tegangan jatuh dan rugi-rugi tegangan setelah diseimbangkan. Data-data eksiting pada SRL01 yang berisi jenis dan daftar beban trafo dapat dilihat pada tabel dibawah untuk dapat mengetahui nilai yang terpasang pada saluran.



Gambar 2. 9 Single Line 20 kV wilayah Kawasan Tertib Listrik (KTL) Feeder SRL01 pada APJ SEMARANG SELATAN

## III. PERHITUNGAN TEGANGAN JATUH DAN RUGI DAYA PADA

### SALURAN FEEDER SRL01 WILAYAH KAWASAN TERTIB LISTRIK (KTL)

#### 3.1 Dasar Perhitungan Tegangan Jatuh pada wilayah Kawasan Tertib Listrik (KTL) feeder SRL01 Sronol Semarang Selatan

Perhitungan drop tegangan ini hanya dikhususkan untuk menghitung saluran dari GI Sronol SRL01 Sronol misalnya ke saluran (Feeder) yang masuk pada unit jaringan Slawi. Adapun yang akan dihitung disini adalah saluran pada SRL01 sampai ke trafo yang terjauh dari GI dalam wilayah Kawasan Tertib Listrik (KTL), yaitu dari saluran utama tiga fasa 20 kV, percabangan satu fasa. Adapun rumus VD (voltage drop) adalah :

$$VD = r \int_0^L i x dx \cos \phi + \int_0^L i x dx \sin \phi$$

$$= ri \frac{L}{2} \cos \phi + xi \frac{L}{2} \sin \phi$$

$$= \frac{L.r}{2} I \cos \phi + \frac{L.x}{2} I \sin \phi$$

Keterangan : L = panjang saluran (m)

r = resistansi penghantar (Ohm)

x = reaktansi induktif penghantar (Ohm)

I = arus beban (Ampere)

Cos  $\phi$  dan sin  $\phi$  adalah faktor daya.

Berikut adalah perhitungan cos  $\phi$  yang dicatat pada tanggal 1 Juni 2008 dari trafo SRL01 (data diambil dari diagram single line 20 kV UPJ Semarang Selatan) pada beban puncak malam.

Diketahui : Daya nyata (P) = 13,8 MW  
Daya reaktif (Q) = 5,8 MVar

$$\cos \phi = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}}$$

$$= \frac{13,8}{\sqrt{13,8^2 + 5,8^2}}$$

$$= \frac{13,8}{14,96}$$

$$= 0,9225$$

Selanjutnya untuk trafo SRL01 (data diambil dari diagram single line 20 kV UPJ Semarang Selatan) pada beban pagi hari,

Diketahui : Daya nyata (P) = 11,6 MW  
 Daya reaktif (Q) = 4,9 Mvar

$$\cos \emptyset = \frac{P}{\sqrt{P^2 + Q^2}}$$

$$= \frac{11,6}{\sqrt{11,6^2 + 4,9^2}}$$

$$= \frac{11,6}{12,59}$$

$$= 0,92136$$

Kemudian untuk faktor daya pada beban dan waktu yang lainnya dihitung dengan cara seperti di atas dan hasilnya dimasukkan dalam tabel di bawah ini :

Tabel 3.2 Data primer Faktor Daya pada tanggal 1 Juni 2008

Tanggal	Beban jam 05.00			Beban puncak malam		
	MW	MVar	Cos Ø	MW	MVar	Cos Ø
1 – 6 – 08	11,6	4,9	0,9	13,8	5,8	0,9
1 – 6 – 08	15,6	7,9	0,9	16,2	8,2	0,9

Dari tabel diatas cos Ø rata-rata = 0.9 sehingga sin Ø = 0.4

Perhitungan arus, drop tegangan, tegangan primer, dihitung pada beberapa daerah yang dapat disebutkan di bawah ini.

Tabel 3.3 Perhitungan drop tegangan

Feeder SRL01	Hasil perhitungan drop tegangan dari sisi primer		
	A <sub>p</sub> (A)	V <sub>p</sub> (Volt)	VD(Volt)
1. Feeder utama	52	20000	0.81560958
2. Percabangan 3Φ sampai S1-005	17.5007136879	19999.18439	1.37248
3. Percabangan 1Φ Sampai S1-018	4.3255	11559.429	0.1696
4. Percabangan 1Φ Sampai S1-021	8.650946	11559.2594	0.14914
5. Percabangan 1Φ Sampai S1.021.B003	4.3255	11559.3271	0.2486
6. Percabangan 1Φ Sampai S1.021.B0011	8.6511	11559.1779	0.69599
7. Percabangan 1Φ Sampai S1.021.B004.U005	4.3258	11558.482	0.101765

Sebagai catatan selanjutnya, akan diperlihatkan tabel yang menyatakan ketentuan – ketentuan standart dari drop tegangan saluran utama, percabangan yang diperbandingkan dengan hasil dari perhitungan.

Tabel 3.4 Perbandingan Drop Tegangan Tegangan Standart dengan Drop Tegangan Hasil Perhitungan.

Sistem Peralatan	VD Standart		Feeder	VD Hasil Perhitungan	
	%	Volt		%	Volt
1. Saluran dari GI sampai pada sisi primer trafo distribusi terakhir	5,45	12	SRL01	1,6151	3,5532
2. Trafo Distribusi	1,36	3	SRL01	0,6239	1,37248

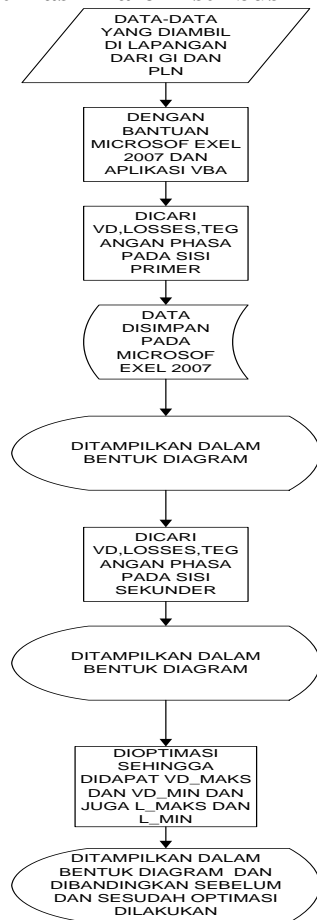
Kemudian dapat dihitung losses daya nyata, daya reaktif dan juga daya semu yang dapat ditampilkan sebagai berikut.

Tabel 3.5 Hasil Perhitungan Losses

Feeder SRL 01	Hasil perhitungan losses		
	Nyata	Reaktif	Semu
1. Feeder utama	70,325632	53,825878	88,560260090
2. Percabangan 3Ø dari pole SRL01.05 sampai SRL01.018	39,82799	30,48357	50,1549
3. Percabangan 1Ø dari pole SRL01.018 sampai SRL 01.021	1,4598	1,1173	1,8383
4. Percabangan 1Ø dari pole SRL01.021 sampai SRL01.021.B003	1,2932	0,3157	1,3312
5. Percabangan 1Ø dari pole SRL01.021.B003 sampai SRL01.021.B011	12,0704	2,9465	12,4248
6. Percabangan 1Ø dari pole SRL01.021.B003 sampai SRL01.021.B004.U005	2,15568	0,5258	2,2188

## IV. HASIL DAN ANALISA PERHITUNGAN

### 4.1 Flowcart Optimasi Trafo Distribusi



Gambar 4.1 Flowcart Optimasi Penempatan Trafo Distribusi

### 4.2 Hasil Perhitungan Daya

#### 4.2.1 Feeder Utama

Perhitungan daya pada saluran utama feeder SRL01 dapat diketahui besarnya :

- Tegangan yang terpasang = 20 kV
- Arus beban puncak rata-rata = 52 ampere
- $\cos \phi = 0,9$  dan  $\sin \phi = 0,4$
- Jadi dapat dihitung daya yang tersedia :  

$$P = V \cdot I \cdot \cos \phi$$

$$= 20000 \cdot 52 \cdot 0,9$$

$$= 936 \text{ KW}$$

Setelah dihitung dengan drop tegangan pada saluran utama menjadi:

- Tegangan nyata = 19999,18439 V
- Arus beban puncak rata-rata = 52 ampere
- $\cos \phi = 0,9$  dan  $\sin \phi = 0,4$
- Jadi dapat dihitung daya yang terpasang :  

$$P = V \cdot I \cdot \cos \phi$$

$$= 19999,18439 \cdot 52 \cdot 0,9$$

$$= 935,961 \text{ KW}$$

Untuk mengetahui nilai rugi daya yang terjadi pada saluran utama adalah:

$$R_{\text{saluran}} = 1,3004 \cdot 10^{-4} \cdot 200 = 0,026008 \text{ Ohm}$$

Sehingga :

$$\text{Rugi daya nyata} = (52)^2 \cdot 0,026008 = 70,3256 \text{ Watt}$$

Untuk daya nyata saluran utama menjadi :

$$P = 935961,8295 - 70,3256 = 935891,5038 \text{ W}$$

Jadi daya nyata yang mengalir pada feeder SRL 01 sebesar 935,891 KWatt.

Pada titik percabangan 3fasa atau feeder penyulang cabang yang terhubung dengan trafo konsumen 1fasa dengan data dapat dihitung besarnya adalah:

- Tegangan yang terpasang = 19997,60604V
- Arus beban puncak rata-rata = 17,50071369 ampere
- $\cos \phi = 0,9$  dan  $\sin \phi = 0,4$
- $R_{\text{saluran}} = 1,3004 \cdot 10^{-4} \cdot 1150 = 0,149546 \text{ Ohm}$
- Rugi daya nyata =  $(17,50071369)^2 \cdot 0,149546 = 45,8021981 \text{ Watt}$
- Daya nyata =  $I \cdot V \cdot \cos \phi$   

$$= 17,50071369 \cdot 19997,60604 \cdot 0,9$$

$$= 314,975 \text{ KWatt}$$

Daya yang terpasang = 314,929 KWatt (Beban Puncak)

#### 4.2.2 Feeder Sisi Primer

Besarnya daya tetap dihasilkan dari penjumlahan daya yang dipakai pada tiap daerah yang dilalui feeder SRL 01. Daya yang dihitung merupakan daya keseluruhan 3fasa wilayah Kawasan Tertib Listrik (KTL), karena terdiri dari 3 kawat R, S, T maka dihitung besarnya agar pada salah satu atau antar kawat penghantar mempunyai nilai yang sama. Untuk itu perlu adanya keseimbangan beban. Keseimbangan dapat tercapai apabila beban seimbang antar fase. Seperti gambar single line 20 kV pada UPJ Semarang Selatan didapatkan data sebagai berikut:

1. Pada fasa R terpasang : 3 trafo 50 kVA sebesar 150 kVA
  - Pjg penghantar pada S1-014= 500 m
  - S1-019= 250 m
  - S1-020= 50 m
  - Penampang penghantar = 240 mm, sehingga resistensi =  $1,3004 \cdot 10^{-4} \text{ Ohm/m}$ .
  - Reaktansi induktifnya =  $9,95301 \cdot 10^{-5} \text{ Ohm/m}$ .
  - $\cos \phi = 0,9$  dan  $\sin \phi = 0,4$

Dengan data, maka diketahui arus pada fasa R dimana untuk tegangan harus dibagi dengan  $\sqrt{3}$  karena diambil satu phasa saja, maka :



$$I_{cab\ 1\phi} = \frac{Total\ KVA}{Tegangan\ pol : \sqrt{3}}$$

$$= \frac{150,000\ VA}{19997,60604 : \sqrt{3}}$$

$$= 12,976553\ ampere$$

Sedangkan drop tegangan pada fasa R atau tegangan primer sebesar :

$$VD_{3\phi} = \frac{L.r}{2} I \cos \phi + \frac{L.x}{2} I \sin \phi$$

$$VD = \frac{800 * 1,3004 \cdot 10^{-4} * 12,976553 * 0.9 + 800 * 9,95301 \cdot 10^{-5} * 12,9765 * 0.4}{2}$$

$$= 0,6075 + 0,2066$$

$$= 0,8142\ volt$$

Maka daya yang terpasang pada fasa R adalah:

$$Daya\ nyata = I \cdot V \cos \phi$$

$$= 12,976553 \cdot 11559,31 \cdot 0.9$$

$$= 134999,9\ watt$$

2. Pada fasa T terpasang : 4 trafo 50 kVA sebesar 200 kVA

- Pjg penghantar pada S1.021.B001 = 800 m.  
S1.021.B005 = 250 m  
S1.021.B011 = 500 m  
S1.021.B004.U005 = 300 m
- Penampang penghantar = 70 mm, sehingga resistensi =  $4,608 \cdot 10^{-4}$  Ohm/m.
- Reaktansi induktifnya =  $1,12510 \cdot 10^{-4}$  Ohm/m.
- $\cos \phi = 0,9$  dan  $\sin \phi = 0,4$

Dengan data, maka diketahui arus pada fasa R dimana untuk tegangan harus dibagi dengan  $\sqrt{3}$  karena diambil satu phasa saja, maka :

$$I_{cab\ 1\phi} = \frac{Total\ KVA}{Tegangan\ pol : \sqrt{3}}$$

$$= \frac{200000\ VA}{19997,60604 : \sqrt{3}}$$

$$= 17,3021\ ampere$$

Sedangkan drop tegangan pada fasa R atau tegangan primer sebesar :

$$VD_{3\phi} = \frac{L.r}{2} I \cos \phi + \frac{L.x}{2} I \sin \phi$$

$$VD = \frac{1850 * 4,608 \cdot 10^{-4} * 17,3021 * 0.9 + 1850 * 1,1251 \cdot 10^{-4} * 17,3021 * 0.4}{2}$$

$$= 6,6374 + 0,7203$$

$$= 7,3577\ volt$$

Maka daya yang terpasang pada fasa S adalah:

$$Daya\ nyata = I \cdot V \cos \phi$$

$$= 17,3021 \cdot 11559,31 \cdot 0.9$$

$$= 180000,3\ watt$$

#### 4.2.3 Feeder Cabang

- Pada percabangan 3Ø didaerah S1.018

$V_{primer1\ \phi} = V_{cab1\ \phi} = V_3\ \phi - VD_{cab1\ \phi}$ , di mana diketahui di atas  $V_3\ \phi$  perphasanya adalah 11559,31 volt.

$$V_{primer1\ \phi} = V_{cab1\ \phi}$$

$$= 11560,22 - 0,1696\ V$$

$$= 11560,0525\ volt.$$

$$Rugi\ daya\ nyata = I^2 x R_{saluran}$$

$$= (17,5007136879)^2 x 0,13004$$

$$= 39,82799\ Watt$$

$$Daya\ nyata = I \cdot V \cos \phi$$

$$= 17,5007136879 x 19999,18439 x 0,9$$

$$= 315\ KWatt$$

Daya yang terpasang = 314929,3378Watt

- Pada percabangan 1Ø didaerah S1.021

$V_{primer1\ \phi} = V_{cab1\ \phi} = V_3\ \phi - VD_{cab1\ \phi}$ , di mana diketahui di atas  $V_3\ \phi$  perphasanya adalah 11559,3271 volt.

$$V_{primer1\ \phi} = V_{cab1\ \phi}$$

$$= 11559,3271 - 0,101765V$$

$$= 11559,22\ volt.$$

$$Rugi\ daya\ nyata = I^2 x R_{saluran}$$

$$= (8,650946)^2 x 0,019506$$

$$= 1,4598\ Watt$$

$$Daya\ nyata = I \cdot V \cos \phi$$

$$= 8,650946 x 11559,3271 x 0,9$$

$$= 89,9\ KWatt$$

Daya yang terpasang = 89898,5402 Watt

- Pada percabangan 1Ø didaerah S1.021.B003

$V_{primer1\ \phi} = V_{cab1\ \phi} = V_3\ \phi - VD_{cab1\ \phi}$ , di mana diketahui di atas  $V_3\ \phi$  perphasanya adalah 11559,1779 volt.

$$V_{primer1\ \phi} = V_{cab1\ \phi}$$

$$= 11559,1779 - 0,01491\ V$$

$$= 11559,03\ volt.$$

$$Rugi\ daya\ nyata = I^2 x R_{saluran}$$

$$= (4,3255)^2 x 0,06912$$

$$= 1,2932\ Watt$$

$$Daya\ nyata = I \cdot V \cos \phi$$

$$= 4,3255 x 11559,1779 x 0,9$$

$$= 44,9\ KWatt$$

Daya yang terpasang = 44898,7068 Watt

\* Mahasiswa Jurusan Teknik Elektro UNDIP

\*\* Staf Pengajar Jurusan Teknik Elektro UNDIP

- Pada percabangan 1Ø didaerah S1.021.B011

$V_{primer1} \phi = V_{cab1} \phi = V_3 \phi - VD_{cab1} \phi$ , di mana diketahui di atas  $V_3 \phi$  perphasanya adalah 11558,482 volt.

$$\begin{aligned} V_{primer1} \phi &= V_{cab1} \phi \\ &= 11558,482 - 0,69599 \text{ V} \\ &= 11557,786 \text{ volt.} \end{aligned}$$

$$\text{Rugi daya nyata} = I^2 \times R_{saluran}$$

$$= (8,6511)^2 \times 0,16128$$

$$= 12,0704 \text{ Watt}$$

Daya nyata

$$= I \cdot V \cos \phi$$

$$= 8,6511 \times 11558,482 \times 0,9$$

$$= 89,9 \text{ KWatt}$$

$$\text{Daya yang terpasang} = 89887,9296 \text{ Watt}$$

- Pada percabangan 1Ø didaerah S1.021.B004.U005.

$V_{primer1} \phi = V_{cab1} \phi = V_3 \phi - VD_{cab1} \phi$ , di mana diketahui di atas  $V_3 \phi$  perphasanya adalah 11558,2334 Volt.

$$\begin{aligned} V_{primer1} \phi &= V_{cab1} \phi \\ &= 11558,2334 - 0,2486 \text{ V} \\ &= 11557,985 \text{ volt.} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Rugi daya nyata} &= I^2 \times R_{saluran} \\ &= (4,3258)^2 \times 0,115 \\ &= 2,15568 \text{ Watt} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Daya nyata} &= I \cdot V \cos \phi \\ &= 4,3258 \times 11558,2334 \times 0,9 \\ &= 44,9 \text{ KWatt} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Daya yang terpasang} &= \\ &44897,84432 \text{ Watt} \end{aligned}$$

Jadi total daya yang terpasang atau daya tetap,  $P = \sum Si$

$$= 584512,35872 \text{ Watt.}$$

Sehingga dapat diketahui daya tidak tetap atau daya cadangan sebesar :

$$\begin{aligned} P_{\text{tidak tetap}} &= P_{\text{tersedia}} - P_{\text{tetap}} \\ &= 935891,5038 - 584512,35872 \\ &= 351379,14508 \\ &= 351,379 \text{ KW} \end{aligned}$$

Dari perhitungan diatas dapat diketahui bahwa besarnya daya tetap dengan daya tidak tetap sesuai dengan ketentuan PLN sebagai daya cadangan apabila sewaktu-waktu mengalami peningkatan daya yang besar yang diakibatkan bertambahnya konsumen.

### 4.3 Perhitungan Drop Tegangan

#### 4.3.1 Drop Tegangan Fasa

Perhitungan drop tegangan pada fasa R, S, dan T dapat diketahui besarnya. Terjadi perbedaan VD antara fasa menurut data lapangan dengan fasa dari nilai keseimbangan. Sebelumnya dari hasil perhitungan diatas maka dapat kita tabelkan nilai susut tegangan menurut data lapangan adalah:

Tabel 4.1a VD ( Drop Voltage) pada Fasa R

L (m)	Resistensi R (Ohm/m)	Tegangan (VA)	Reaktansi induktif X (Ohm/m)	Cos	Sin	Arus = I (A) (Beban puncak)	VD (Volt)
150	0,0004608	50000	0,00011251	0,9	0,4	175,9	6,064909
200	0,0004608	50000	0,00011251	0,9	0,4	81	3,723764
200	0,0004608	50000	0,00011251	0,9	0,4	74	3,419576
550		150000					13,20825

Tabel 4.1b Perhitungan VD ( Drop Voltage) pada Fasa R

Feeder	L (meter)	VD (Volt)
S1.014	150	6
S1.019	200	4
S1.020	200	4

Pada fasa R nilai rugi tegangan tertinggi dibanding fasa yang lain, karena jarak saluran yang panjang serta arus yang besar. Setelah dihitung pada fasa ini dihasilkan untuk panjang saluran 550 m dihasilkan nilai VD sebesar 13,20825 volt.

Tabel 4.2a VD ( Drop Voltage) pada Fasa T

Feeder	L (meter)	VD (Volt)
S1.021.B001	50	4
S1.021.B005	200	13
S1.021.B011	150	8
S1.021.B004.U005	150	10

Tabel 4.2b Perhitungan VD ( Drop Voltage) pada Fasa S

L (m)	Resistensi R (Ohm/m)	Tegangan (VA)	Reaktansi induktif X (Ohm/m)	Cos	Sin	Arus = I (A) (Beban puncak)	VD (Volt)
50	0,0004608	50000	0,00011251	0,9	0,4	124,3	1,428592
20	0,0004608	50000	0,00011251	0,9	0,4	241,4	11,09774
15	0,0004608	50000	0,00011251	0,9	0,4	71	2,44803
15	0,0004608	50000	0,00011251	0,9	0,4	94,5	3,258294
550		200000					18,23265

\* Mahasiswa Jurusan Teknik Elektro UNDIP

\*\* Staf Pengajar Jurusan Teknik Elektro UNDIP

Pada fasa T nilai rugi tegangan yang baik dibanding fasa yang lain. Setelah dihitung pada fasa ini dihasilkan untuk panjang saluran 550 m dihasilkan nilai VD sebesar 18,23265 volt.

#### 4.3.2 Drop Tegangan Fedeer Percabangan Primer

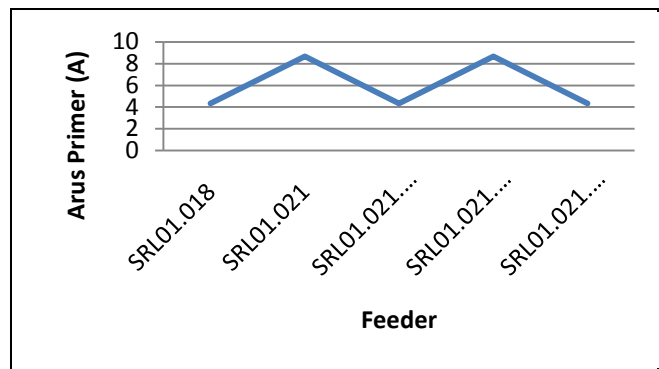
Dari perhitungan feeder percabangan dihasilkan tabel hasil dari perhitungan arus dan drop tegangan.

Tabel 4.3 Hasil Perhitungan Arus dan Drop Tegangan

Feeder	Hasil Perhitungan	
	Ap (A)	Vd (V)
SRL01.018	4,3255	0,169612
SRL01.021	8,65103	0,101767
SRL01.021.B003	4,3255	0,149141
SRL01.021.B011	8,65103	0,695991
SRL01.021.B004.U005	4,3255	0,248568

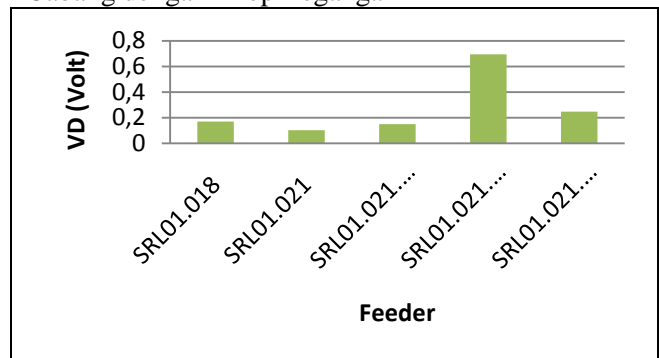
Dari tabel diatas dapat dilihat nilai dari perhitungan masing-masing fedeer percabangan berbeda, hal ini disebabkan karena tiap percabangan terdapat trafo dengan nilai berbeda tergantung dari wilayahnya. Pada tiap wilayah memiliki jumlah konsumen yang berbeda pula, semakin besar nilai arus pada tiap wilayah makin besar pula jumlah konsumennya. Karena nilai berbanding lurus antara jumlah konsumen dengan arus. Daerah SRL01.021.B011 memiliki jumlah arus yang lebih besar dibanding daerah yang lain, disebabkan karena pada daerah ini memiliki pemukiman penduduk yang padat disalurkan trafo 1fasa dengan daya mencapai 100 KW. Namun dengan besarnya nilai arus pada daerah tersebut diikuti dengan meningkatnya drop tegangan sebesar 0,695991 Volt lebih besar dibanding daerah yang lain. Hal ini juga dapat dikarenakan besarnya konsumen serta keadaan geografis yang luas dan masih banyak pohon-pohon besar yang melalui kawat penghantar yang juga dapat menyebabkan tingginya gangguan yang terjadi dan juga pemakaian beban konsumen yang berbeda - beda. Hasil perhitungan pada fedeer cabang dapat dibuat grafik seperti dibawah ini.

Grafik 4.1 Karakteristik Hubungan Fedeer Cabang dengan Arus



Dapat dilihat grafik diatas pada SRL01.021.B011 memiliki nilai yang paling tinggi karena memiliki konsumen yang banyak serta jumlah trafo yang lebih besar. Jika dibandingkan dengan pole SRL01.021.B003 memiliki nilai yang paling rendah karena secara geografis masih sedikit penduduknya sehingga terpasang hanya trafo 50 KVA.

Grafik 4.2 Karakteristik Hubungan Fedeer Cabang dengan Drop Tegangan



Dapat dilihat grafik diatas pada SRL01.021.B011 memiliki nilai drop tegangan yang tertinggi karena memiliki konsumen yang banyak, jumlah trafo yang lebih besar, daerah yang luas dan saluran yang jauh dari fedeer utama dan juga karakteristik beban yang dipakai konsumen daerah ini. Jika dibandingkan dengan pole SRL01.021.B003 memiliki nilai VD yang rendah meskipun dilihat dari tabel diatas yang paling rendah adalah pole SRL01.021 tetapi di pole ini pemakaian trafonya sudah besar dan juga jumlah konsumennya banyak dibandingkan pole SRL01.021.B003 karena secara geografis masih sedikit penduduknya.

#### 4.4 Analisa Perhitungan Losses Trafo

##### 4.4.1 Losses pada Fasa

Perubahan losses trafo tiap fasa pada fedeer ini dapat dihitung dari data lapangan untuk dibuatkan tabel agar memudahkan dalam

menganalisa, tabel perubahan losses antar fasa sebelum dan sesudah keseimbangan mempunyai nilai karakteristik seperti dibawah ini:

Tabel 4.4 Perhitungan Fasa R 1Ø Sebelum Keseimbangan

Tiang	L	V	Co s	I	R	Losses	Daya Nyata
S1.014	150	11559,211					
		81	0,9	4,325	0,069	1,293	44999,954
S1.019	200	11559,251					
		03	0,9	4,325	0,092	1,724	45000,002
S1.020	200	11559,251					
		03	0,9	4,325	0,092	1,724	45000,002
						4,741	943

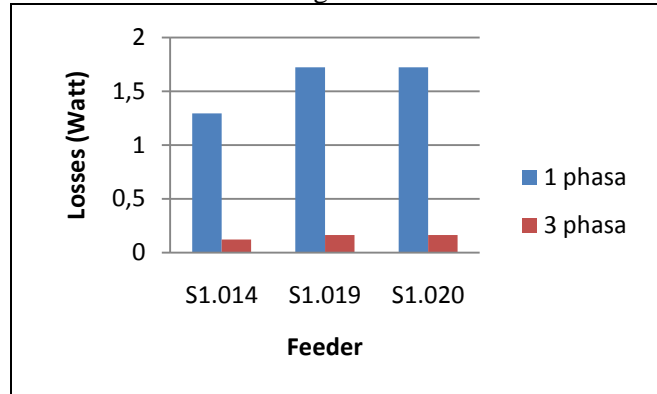
Pada table diatas merupakan perhitungan untuk mencari losses yang terjadi pada fasa R menurut data dilapangan. Tabel 4.5 dapat menunjukkan tiap tiang trafo menurut daya dan arus akan menghasilkan losses. Pada fasa ini tiang S1.019 dan S1.020 /50 KVA memiliki nilai losses tertinggi karena menurut data jumlah konsumen yang banyak dan jarak dari fedeer utama yang jauh

Tabel 4.5 Perhitungan Fasa R 3Ø Sebelum Keseimbangan

Tiang	L	V	Cos	I	R	Losses	Daya Nyata
S1.014	150	19997,43					
		643	0,9	2,5003	0,01	0,12	44999,954
S1.019	200	19997,75					
		428	0,9	2,5003	0,02	0,16	45000,002
S1.020	200	19997,75					
		428	0,9	2,5003	0,02	0,16	45000,002
						0,44	712
						5	

Pada table diatas merupakan perhitungan untuk mencari losses yang terjadi pada fasa R menurut data dilapangan. Tabel 4.6 dapat menunjukkan perbedaan pada tegangan yang digunakan 3 fasa sebesar 19997,50428 V dan 19997,43643 sehingga nilai losses lebih kecil dibanding yang 1 fasa. Pada fasa ini tiang S1.019 dan S1.020 masih menjadi nilai losses tertinggi karena menurut data jumlah konsumen yang banyak dan jarak dari fedeer utama yang jauh.

Grafik 4.3 Perbandingan Fasa R 1 Ø dan 3 Ø



Pada grafik diatas menunjukan bahwa pada tiang S1.019 dan S1.020 memiliki losses yang tertinggi dibanding yang lain, karena pada saluran pole lebih panjang dan arus yang mengalir lebih besar. Jika dibandingkan antar 1 fasa dan 3 fasa memiliki perbedaan nilai yang tinggi karena pada 1 fasa penggunaan diameter kawat saluran yang lebih besar dan namun tegangannya lebih kecil dari tegangan 3 fasa sebesar 11559,21181 dan 11559,25103 volt.

Tiang	L	V	Cos	I	R	Losses	Daya Nyata
S1.021.B001	50	11559,251	0,9	4,32554	0,02304	0,431085	45000,00243
S1.021.B005	200	11559,2236	0,9	4,32555	0,09216	1,724349	44999,99983
S1.021.B011	150	11559,2236	0,9	4,32555	0,06912	1,293262	44999,99983
S1.021.B004.U005	150	11559,1662	0,9	4,32557	0,06912	1,293274	44999,98417
						4,741969	

Tabel 4.6 Perhitungan Fasa T 1Ø Sebelum Keseimbangan

Pada table diatas merupakan perhitungan untuk mencari losses yang terjadi pada fasa T menurut data dilapangan. Tabel 4.7 dapat menunjukkan tiap tiang trafo menurut daya dan arus akan menghasilkan losses. Pada fasa ini tiang S1.021.B005 memiliki nilai losses tertinggi karena menurut data jumlah konsumen yang banyak dan jarak dari fedeer utama yang jauh.

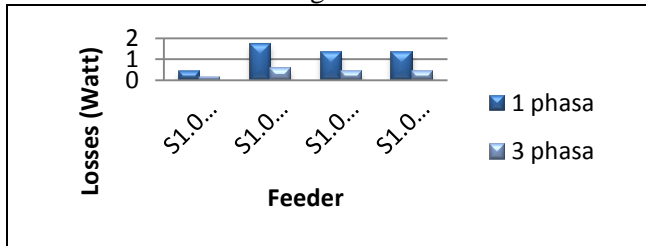
Tabel 4.7 Perhitungan Fasa T 3Ø Sebelum Keseimbangan

Tiang	L	V	Co s	I	R	Losses	Daya Nyata
S1.021.B001	50	19997,5043	0,9	2,500312	0,02304	0,144036	45000,00243
S1.021.B005	200	19997,4569	0,9	2,500318	0,09216	0,576147	44999,99983
S1.021.B011	150	19997,4569	0,9	2,500318	0,06912	0,43211	44999,99983
S1.021.B004.U005	150	19997,3575	0,9	2,500329	0,06912	0,432114	44999,98417
						1,58	
						4406	

Pada table diatas merupakan perhitungan untuk mencari losses yang terjadi pada fasa T menurut data dilapangan. Tabel 4.8 dapat

menunjukkan perbedaan pada tegangan yang digunakan 3 fasa sebesar 19997,5043 dengan 19997,4569 dan 19997,3575 V sehingga nilai losses lebih kecil dibanding yang 1 fasa. Pada fasa ini tiang T9-63/50 KVA masih menjadi nilai losses tertinggi karena menurut data jumlah konsumen yang banyak dan jarak dari feeder utama yang jauh.

Grafik 4.4 Perbandingan Fasa T 1 Ø dan 3 Ø



Pada grafik diatas menunjukkan bahwa pada tiang S1.021.B005 memiliki losses yang tertinggi dibanding yang lain, karena pada saluran pole lebih panjang dan arus yang mengalir lebih besar. Jika dibandingkan antar 1 fasa dan 3 fasa memiliki perbedaan nilai yang tinggi karena pada 1 fasa penggunaan diameter saluran yang lebih besar dan namun tegangannya lebih kecil dari tegangan 3 fasa sebesar 11559,2236 volt.

#### 4.4.2 Losses Trafo pada Feeder Percabangan

Perhitungan losses trafo pada tiap pole telah diketahui hasilnya menurut data dari PLN sehingga nilai rugi daya dapat di kelompokkan dan dibuat tabel untuk menunjukkan perbedaan antara masing-masing feeder cabang. Tabel ini juga dimaksudkan untuk membandingkan antar losses nyata, semu dan reaktif. Nilai dari masing pole atau feeder cabang dapat ditabelkan seperti dibawah ini:

Tabel 4.8 Tabel Perhitungan Losses Trafo

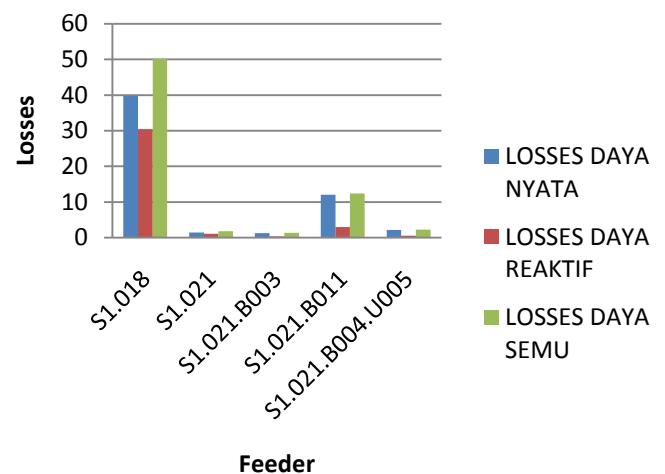
Feeder	Hasil Perhitungan Losses		
	Nyata	Reaktif	Semu
S1.018	39,82799	30,48357	50,1549
S1.021	1,4598	1,1173	1,8383
S1.021.B003	1,2932	0,3157	1,3312
S1.021.B011	12,0704	2,9465	12,4248
S1.021.B004.U005	2,15568	0,5258	2,2188

Dari data tabel diatas dapat diketahui nilai rugi daya yang terbesar terdapat pada S1.018 yang disebabkan oleh besarnya nilai arus yang mengalir pada saluran dan panjang saluran untuk mencukupi kebutuhan listrik konsumen yang besar. Rugi daya sebesar 39,82799 Watt adalah yang tertinggi bila dibandingkan dengan yang lain, sehingga pada

daerah ini menurut data lapangan sering terjadi gangguan. Untuk daerah S1.021.B003 mempunyai nilai losses yang terkecil sebesar 1,2932 Watt karena daerah ini jauh dari pemukiman penduduk sehingga kecil terjadinya gangguan. S1.021.B003 juga merupakan daerah terdekat dengan feeder utama, dan tidak adanya trafo yang terpasang di daerah ini.

Dari tabel nilai losses dapat juga dibuat grafik untuk menjelaskan nilai masing-masing pole atau feeder cabang seperti dibawah ini:

Grafik 4.5 Perbandingan Nilai Losses Nyata, Reaktif dan Semu terhadap Feeder Cabang.



Grafik diatas menunjukkan bahwa pada S1.018 nilai losses tertinggi baik nyata, reaktif maupun semu. Hal ini dikarenakan daerah sekitar S1.018 mempunyai kepadatan penduduk yang tinggi dibanding daerah lain dan jaran pada daerah ini paling jauh dari daerah – daerah lain. Sedangkan S1.021.B003 nilai losses terendah dibanding yang lain karena letak daerah tidak ada trafo yang terpasang walaupun jarak dengan feeder utama yang paling dekat.

#### 4.5 Perhitungan Optimasi Penempatan Trafo Berdasar VD

Berdasarkan nilai drop tegangan yang sudah diketahui maka dengan ketentuan PLN yaitu :  
Tabel 4.9 Tabel Ketetapan Tegangan PLN Yang Diijinkan

Tegangan minimal	Tegangan maksimal
10%	5%
198 V	231 V

\* Mahasiswa Jurusan Teknik Elektro UNDIP  
\*\* Staf Pengajar Jurusan Teknik Elektro UNDIP

Dengan tegangan Nominal yang di tentukan PLN maka diketahui tegangan minimum dan tegangan maksimum yang diijinkan agar keandalan penyaluran listrik sampai ke konsumen dapat stabil. Maka dari itu dapat dihitung drop tegangan maksimum dan minimum yang diijinkan sebagai berikut :

#### 4.5.1 Perhitungan Nilai maksimum Dan Minimum Drop tegangan

Tabel 4.10 Tabel Perhitungan VD Berdasar Tegangan PLN Yang Diijinkan

FEEDER	L(JARAK)	VD_MAKS	VD_MIN
S1.014	150	5,763546	5,460201
S1.019	200	3,537113	3,350949
S1.020	200	3,267263	3,095302
S1.021.B001	50	1,357211	1,285779
S1.021.B005	200	10,54285	9,987964
S1.021.B011	150	2,325629	2,203227
S1.021.B004.U005	150	3,095376	2,932461

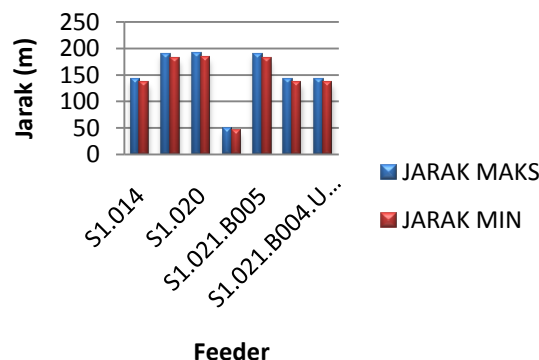
Dari data tabel diatas dapat diketahui nilai VD yang terbesar terdapat pada S1.021.B005 yang disebabkan oleh besarnya nilai arus yang mengalir pada saluran dan panjang saluran untuk mencukupi kebutuhan listrik konsumen yang besar. VD untuk daerah ini yang diijinkan adalah sebesar 10,54285 Volt sebagai batas maksimum VD yang diijinkan dan 9,987964 Volt adalah sebagai batas minimum VD yang diijinkan , sehingga pada daerah ini menurut data lapangan sering terjadi gangguan. Untuk daerah S1.021.B001 mempunyai nilai VD yang terkecil sebesar 1,357211Volt untuk VD maksimum yang diijinkan untuk daerah ini dan 1,285779 Volt untuk VD minimum yang diijinkan daerah ini karena daerah selain jarak ke konsumen sangat dekat dan pelanggannya masih sedikit sehingga kecil terjadinya gangguan. Dari tabel nilai VD dapat juga dibuat grafik untuk menjelaskan nilai masing-masing pole atau feeder cabang seperti dibawah

Grafik 4.6 Perbandingan Nilai VD Maksimum Dan Minimum Yang Diijinkan PLN Untuk Setiap Feeder



#### 4.5.2 Perhitungan Nilai maksimum Dan Minimum Jarak Penempatan Trafo

Grafik 4.7 Perbandingan Nilai Jarak Maksimum Dan Minimum Yang Diijinkan PLN Untuk Setiap Feeder



### 4.6 Hasil Perhitungan Setelah Terjadi Optimasi

#### 4.6.1 Losses daya nyata

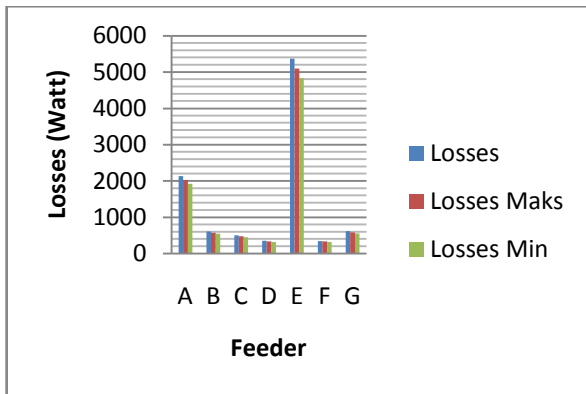
Setelah dihitung nilai optimasi untuk tegangan jatuh (VD) maksimum dan minimum sehingga didapat jarak maksimum dan minimum setelah optimasi sehingga didapat rugi – rugi yang cukup kecil dan keandalan yang semakin baik menurut data lapangan selanjutnya menghitung losses setelah nilai keseimbangan dimasukkan seperti pada tabel dibawah:

Tabel 4.11 Perbandingan Nilai Losses Sebelum Dengan Sesudah Optimasi

Feeder	Simbol Feeder	Losses_Maks	Losses_Min	Losses
SRL01.014	A	2031,697348	1924,765908	2138,629
SRL01.019	B	574,428672	544,195584	604,6618
SRL01.020	C	479,434752	454,201344	504,6682
SRL01.021.B001	D	338,1803251	320,3813606	355,9793
SRL01.021.B005	E	5102,001746	4833,475338	5370,528
SRL01.021.B011	F	331,012224	313,590528	348,4339
SRL01.021.B004.U005	G	586,395936	555,532992	617,2589



Grafik 4.8 Perbandingan Nilai Losses Sebelum Dan Sesudah Optimasi



Berdasarkan gambar diatas bahwa nilai losses menurut keseimbangan beban sudah lebih baik dibanding dengan nilai losses dengan data dari lapangan. Hal ini dapat dianalisa untuk peningkatan kualitas listrik sehingga dapat mengurangi gangguan pada saluran.

Dari semua perhitungan yang telah kita lakukan dapat diketahui bahwa sistem jaringan tergantung dari tegangan, panjang jaringan dan arus yang mengalir. Bila semakin besar nilai tegangan, panjang jaringan dan arus maka semakin besar pula nilai daya yang terpasang walaupun nilai tersebut belum dikurangi dengan nilai rugi-rugi yang dihasilkan baik secara teknis dan nonteknis.

Nilai teknis dapat berasal dari sistem peralatan yang terpasang baik dari pembangkitan, transmisi maupun distribusi maupun keadaan atau lokasi feeder tersebut. Sedang nilai nonteknis dapat berasal dari umur pemakaian sistem peralatan yang terpasang, maintenance pada sistem serta gangguan yang sering terjadi dapat mengakibatkan kerusakan sehingga mengganggu keseimbangan sistem.

Pada kasus yang terjadi biasanya keseimbangan sistem dapat terjadi bila antara sisi teknis dan nonteknis dapat berjalan saling mendukung dan baik. Pada data yang telah dihitung dapat dianalisa bahwa sistem yang seimbang dipengaruhi oleh :

- Panjang dan luas penampang saluran
- Besarnya daya yang terpasang
- Banyaknya konsumen / beban.

Secara umum sistem seimbang sangat sulit tercapai karena secara geografis daerah kita belum merata sehingga jarak saluran dari pembangkitan ke konsumen sangat panjang, hal ini mempengaruhi besarnya daya yang mengalir pada saluran dapat semakin berkurang hal ini disebabkan oleh rugi-rugi daya pada saluran. Pada sisi pembangkitan belum ada kemajuan dalam

menambah jumlah pembangkit karena dari tahun ke tahun konsumen listrik semakin bertambah, apabila tidak diimbangi dengan pembangunan pembangkit dapat berkurang pasokan listrik untuk masyarakat serta menjaga kualitas listrik agar tidak merusak peralatan. Sedangkan dari sisi konsumen belum ada pemerataan dalam pemenuhan kebutuhan listrik yang disebabkan jumlah konsumen yang belum merata dan semakin bertambah. Konsumen juga memiliki andil yang besar dalam keseimbangan sistem karena beban konsumen sangat berpengaruh seperti menghemat dalam penggunaan listrik, tidak melakukan sabotase sehingga merugikan semua pihak.

#### 4.6.2 Daya Nyata

Setelah dihitung nilai optimasi untuk tegangan jatuh (VD) maksimum dan minimum sehingga didapat jarak maksimum dan minimum setelah optimasi sehingga didapat rugi – rugi yang cukup kecil dan keandalan yang semakin baik menurut data lapangan selanjutnya menghitung daya nyata setelah nilai keseimbangan dimasukkan seperti pada tabel dibawah:

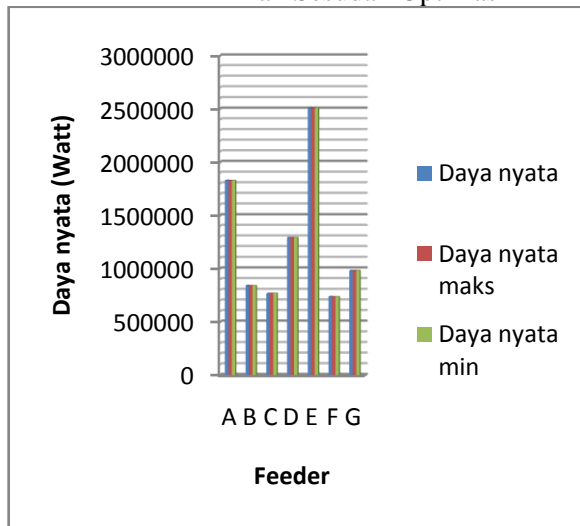
Tabel 4.12 Perbandingan Nilai Daya Nyata Sebelum Dengan Sesudah Optimasi

Feeder	Simbol Feeder	Daya Nyata_Maks	Daya Nyata_Min	Daya Nyata
SRL01.014	A	1829026,693	1829074,699	1829938,8
SRL01.019	B	842411,5105	842425,0836	842669,4
SRL01.020	C	769630,8765	769642,205	769846,12
SRL01.021.B001	D	1292978,523	1292986,514	1293130,3
SRL01.021.B005	E	2508997,713	2509118,268	2511288,3
SRL01.021.B011	F	738465,5844	738473,4059	738614,19
SRL01.021.B004.U005	G	982843,8208	982857,6767	983107,08

\* Mahasiswa Jurusan Teknik Elektro UNDIP

\*\* Staf Pengajar Jurusan Teknik Elektro UNDIP

Grafik 4.9 Perbandingan Nilai Daya Nyata Sebelum Dan Sesudah Optimasi



Berdasarkan gambar diatas bahwa nilai daya nyata menurut keseimbangan beban hanya memiliki perbedaan yang sangat sedikit sekali dibanding dengan nilai daya nyata dengan data dari lapangan. Hal ini dapat dianalisa untuk peningkatan kualitas listrik sehingga dapat mengurangi gangguan pada saluran.

Dari semua perhitungan yang telah kita lakukan dapat diketahui bahwa sistem jaringan tergantung dari tegangan, panjang jaringan dan arus yang mengalir. Bila semakin besar nilai tegangan , panjang jaringan dan arus maka semakin besar pula nilai daya yang terpasang walaupun nilai tersebut belum dikurangi dengan nilai rugi-rugi yang dihasilkan baik secara teknis dan nonteknis.

Nilai teknis dapat berasal dari sistem peralatan yang terpasang baik dari pembangkitan, transmisi maupun distribusi maupun keadaan atau lokasi feeder tersebut. Sedang nilai nonteknis dapat berasal dari umur pemakaian sistem peralatan yang terpasang, maintaince pada sistem serta gangguan yang sering terjadi dapat mengakibatkan kerusakan sehingga mengganggu keseimbangan sistem.

Pada kasus yang terjadi biasanya keseimbangan sistem dapat terjadi bila antara sisi teknis dan nonteknis dapat berjalan saling mendukung dan baik. Pada data yang telah dihitung dapat dianalisa bahwa sistem yang seimbang dipegaruhi oleh :

- Panjang dan luas penampang saluran
- Besarnya daya yang terpasang
- Banyaknya konsumen / beban.

#### 4.6.3 Tegangan Phasa Sekunder

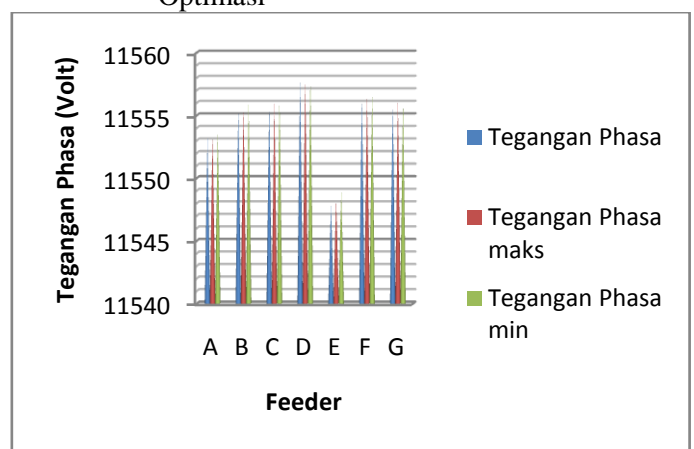
Setelah dihitung nilai optimasi untuk tegangan jatuh (VD) maksimum dan minimum sehingga didapat jarak maksimum dan minimum setelah

optimasi sehingga didapat rugi – rugi yang cukup kecil dan keandalan yang semakin baik menurut data lapangan selanjutnya menghitung Tegangan Phasa Sekunder setelah nilai keseimbangan dimasukan seperti pada tabel dibawah:

Tabel 4.13 Perbandingan Tegangan Phasa Sebelum Dan Sesudah Optimasi

Feeder	Simbo l Feede r	Tegangan Phasa_Mak s	Tegangan Phasa_Min	Tegangan Phasa
SRL01.014	A	11553,4502	11553,75339	11553,1469
SRL01.019	B	11555,7135	11555,89964	11555,52726
SRL01.020	C	11556,0192	11556,18926	11555,84907
SRL01.021.B0 01	D	11557,8665	11557,93791	11557,79505
SRL01.021.B0 05	E	11548,3647	11548,91958	11547,80981
SRL01.021.B0 11	F	11556,5819	11556,70432	11556,45951
SRL01.021.B0 04.U005	G	11556,0708	11556,23371	11555,90788

Grafik 4.10 Perbandingan Tegangan Phasa Sekunder Sebelum Dan Sesudah Optimasi



Berdasarkan gambar diatas bahwa nilai tegangan phasa sekunder menurut keseimbangan beban sudah lebih baik dibanding dengan nilai Tegangan phasa dengan data dari lapangan. Hal ini dapat dianalisa untuk peningkatan kualitas listrik sehingga dapat mengurangi gangguan pada saluran.

Dari semua perhitungan yang telah kita lakukan dapat diketahui bahwa sistem jaringan tergantung dari tegangan, panjang jaringan dan arus yang mengalir. Bila semakin besar nilai tegangan , panjang jaringan dan arus maka semakin besar pula nilai daya yang terpasang walaupun nilai tersebut belum dikurangi dengan nilai rugi-rugi yang dihasilkan baik secara teknis dan nonteknis.

\* Mahasiswa Jurusan Teknik Elektro UNDIP

\*\* Staf Pengajar Jurusan Teknik Elektro UNDIP



Nilai teknis dapat berasal dari sistem peralatan yang terpasang baik dari pembangkitan, transmisi maupun distribusi maupun keadaan atau lokasi feeder tersebut. Sedangkan nilai nonteknis dapat berasal dari umur pemakaian sistem peralatan yang terpasang, maintaince pada sistem serta gangguan yang sering terjadi dapat mengakibatkan kerusakan sehingga mengganggu keseimbangan sistem.

Pada kasus yang terjadi biasanya keseimbangan sistem dapat terjadi bila antara sisi teknis dan nonteknis dapat berjalan saling mendukung dan baik. Pada data yang telah dihitung dapat dianalisa bahwa sistem yang seimbang dipengaruhi oleh :

- Panjang dan luas penampang saluran
- Besarnya daya yang terpasang
- Banyaknya konsumen / beban.

## V. PENUTUP

### 5.1 Kesimpulan

1. Dari perbandingan hasil perhitungan drop tegangan untuk menghitung saluran dari GI Srandol Semarang Selatan misalnya ke saluran (Feeder) yang masuk pada unit jaringan Semarang Selatan wilayah Kawasan Tertib Listrik (KTL). Adapun yang akan dihitung disini adalah saluran yang mempunyai beban rata-rata harian terkecil sampai ke konsumen terjauh dari GI, yaitu dari saluran utama tiga phasa 20 kV, percabangan satu phasa sampai ke sistem 220 volt pada konsumen.
2. Menghitung arus percabangan  $3\phi$ , drop tegangannya serta tegangan dan losses yang dihitung dari pole nomer SRL 01.1 sampai pole nomor SRL 01. 021.B004 U005 , dimana diketahui data-datanya dari PLN UPJ Semarang Selatan. Selanjutnya adalah menghitung arus, drop tegangan dan tegangan dan losses pada percabangan  $1\phi$  juga tegangan yang diterima. Dengan data yang sudah diketahui, maka dapat dihitung arus pada percabangan  $1\phi$  dimana untuk tegangan pada pole nomor diambil satu phasa saja, dan setelah itu dapat dihitung drop tegangan yang di timbulkan.
3. Pada perhitungan drop tegangan dari GI Srandol Semarang Selatan seperti pada tabel terjadi perbedaan pada setiap feeder sebelum seimbang dengan sesudah seimbang. Pada feeder SRL01.014 VDnya turun dari 6,06490887 V menjadi 5,761663427 V sebagai batas maksimum dan 5,458417983 V sebagai batas minimum. Feeder SRL01.019 VDnya turun dari 3,7237644 V menjadi 3,53757618 V

sebagai batas maksimum dan 3,35138796 V sebagai batas minimum. Feeder SRL01.020 VDnya turun dari 3,4019576 V menjadi 3,23185972 V sebagai batas maksimum dan 3,06176184 V sebagai batas minimum. Feeder SRL01.021.B001 VDnya turun dari 1,42859233 V menjadi 1,357162714 V sebagai batas maksimum dan 1,285733097 V sebagai batas minimum. Feeder SRL01.021.B005 VDnya turun dari 11,09773736 V menjadi 10,54285049 V sebagai batas maksimum dan 9,987963624 V sebagai batas minimum. Feeder SRL01.021.B011 VDnya turun dari 2,4480303 V menjadi 2,325628785 V sebagai batas maksimum dan 2,20322727 V sebagai batas minimum. Feeder SRL01.021.B004.U005 VDnya turun dari 3,25829385 V menjadi 3,095379158 V sebagai batas maksimum dan 2,932464465 V sebagai batas minimum.

4. Pada perhitungan rugi-rugi daya dari GI Srandol Semarang Selatan seperti pada tabel terjadi perbedaan rugi – rugi daya dengan 1 phase 11.5 kV pada kondisi sebelum seimbang dan setelah seimbang. Seperti yang dituliskan yaitu Pada feeder SRL01.014 lossesnya turun dari 2138,6288 Watt menjadi 2031,697348 Watt sebagai batas maksimum dan 1924,765908 Watt sebagai batas minimum. Feeder SRL01.019 lossesnya turun dari 604,66176 Watt menjadi 574,428672 Watt sebagai batas maksimum dan 544,195584 Watt sebagai batas minimum. Feeder SRL01.020 lossesnya turun dari 504,66816 Watt menjadi 479,434752 Watt sebagai batas maksimum dan 454,201344 Watt sebagai batas minimum. Feeder SRL01.021.B001 lossesnya turun dari 355,97929 Watt menjadi 338,1803251 Watt sebagai batas maksimum dan 320,3813606 Watt sebagai batas minimum. Feeder SRL01.021.B005 lossesnya turun dari 5370,5282 Watt menjadi 5102,001746 Watt sebagai batas maksimum dan 4833,475338 Watt sebagai batas minimum. Feeder SRL01.021.B011 lossesnya turun dari 348,43392 Watt menjadi 331,012224 Watt sebagai batas maksimum dan 313,590528 Watt sebagai batas minimum. Feeder SRL01.021.B004.U005 lossesnya turun dari 617,25888 Watt menjadi 586,395936 Watt sebagai batas maksimum dan 555,532992 Watt sebagai batas minimum.

\* Mahasiswa Jurusan Teknik Elektro UNDIP

\*\* Staf Pengajar Jurusan Teknik Elektro UNDIP

5. Simulasi excel digunakan untuk memudahkan perhitungan dan menganalisa jaringan loop pada Kawasan Tertib Listrik (KTL) yang masuk pada unit jaringan Semarang Selatan.

## 5.2 Saran

1. Untuk memperkecil drop tegangan dapat memperbesar kawat penghantar dan mengurangi titik percabangan agar tegangan dapat mengalir kekonsumen paling ujung tanpa berkurang nilai tegangannya.
2. Untuk memperkecil losses perlu dikaji ulang pemasangan dan perhitungan dari R dan X penghantar yang terpasang karena mempengaruhi daya yang disalurkan ada pelanggan.
3. Apabila terjadi OB (over blash) yaitu kelebihan beban yang diakibatkan banyaknya konsumen maka perlu dikaji ulang untuk penambahan daya pada daerah tersebut sehingga losses dan drop tegangan yang ditimbulkan menjadi lebih sedikit. Sehingga dapat memperpanjang umur trafo yang dipakai karena beban yang dipikul semakin ringan.

## DAFTAR PUSTAKA

1. Arismunandar. A, DR, M.A.Sc, Kuwahara. S, DR, *Teknik Tenaga Listrik*, PT Pradnya Paramita, Jakarta, 1993.
2. Deshpande, M V. "*Electrical Power System Design*". Tata McGraw-Hill Publishing Company Limited. New Delhi. 1982
3. Gonen Turan, *Electric Power Distribution System Engineering*, McGraw-Hill, United States of America, 1986.
4. Kushadiyono.MT ,Drs, *Dasar Teknik Elektro*, STT Wiworotomo, Purwokerto, 2003
5. RC. Dugan, *Electrical Power System Quality*, McGraw-Hill, New York, 1996.
6. Saadat, Hadi. "*Power System Analysis*". WCB McGraw-Hill. Singapore. 1999
7. Stevenson. William D. Jr, *Analisis Sistem Tenaga*, Edisi ke empat, Alih Bahasa oleh ir. Kamal idris, Penerbit erlangga, jakarta, 1993.
8. Sulasno, Ir., *Analisis Sistem Tenaga Listrik*, Badan Penerbit UNDIP, Semarang, 2001.
9. Sulasno, Ir., *Teknik dan Sistem Distribusi Tenaga Listrik*, Badan Penerbit UNDIP, Semarang, 2001.
10. Zuhail, *Dasar Tenaga Listrik Dan Elektronika Daya*, PT Gramedia Pustaka Utama, Jakarta, 1992.



Seno Sasmito Pradono lahir di Pati tanggal 12 Juni 1984, Saat ini sedang menyelesaikan studi strata 1 di Jurusan Teknik Elektro Universitas Diponegoro dengan mengambil konsentrasi Tenaga Listrik.

Mengetahui dan menyetujui:

Pembimbing I

Pembimbing II

Ir. Tejo Sukmadi, M.T.  
NIP.131 764 876

Ir. Bambang Winardi  
NIP.132 046 701

---

\* Mahasiswa Jurusan Teknik Elektro UNDIP  
\*\* Staf Pengajar Jurusan Teknik Elektro UNDIP

